

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

16. Ляпков П.Д., Павленко В.П. Учебное пособие по дисциплине «Технология и техника добычи нефти». – М.: МИНГ, 1988. – 91 с.
17. Патент № 63468, РФ. МПК F04D13/10. Ступень погружного многоступенчатого центробежного насоса // Сазонов Ю.А., Балденко Ф.Д., Захаров М.Ю., Заякин В.И., Мохов М.А. - Заявка № 2007100010/22 от 09.01.2007. Оpubл. БИ №15, 27.05.2007.
18. Суханов Д.Я. Исследование работы лопастных насосов на вязких жидкостях. – Автореферат. – 1950.
19. Шищенко Р.И., Бакланов Б.Д. Насосы в нефтяной промышленности. – Баку: Азнефтеиздат, 1936.
20. Янглулов П.Л. Усовершенствование методики определения характеристики центробежных насосов для добычи нефти при работе на вязкой жидкости: Дис. канд. техн. наук. – М.: 2013. – 148 с.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА

А.А. Мергенов, С.С. Тачева

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке месторождений, которые содержат сероводородный газ, возникнут сложности из-за отложений серы в пластовых условиях и в самой скважине. Одна из важных причин этих сложностей связана с тем, что растворимость серы в природном газе меняется из-за изменений термодинамических условий. В этом случае выделение серы можно объяснить приближением свойств газа к свойствам жидкости при высоких температурах и давлениях, поэтому растворимость серы начинает зависеть от термодинамических условий и компонентосодержания системы. По зарубежным опытам было выделено, что при содержании в газе высших углеводородов C_{2+} и в особенности C_{5+} выпадение серы не происходит или достигает минимума. Ещё одна из причин связана с разложением полисероводородов и сульфатов, присутствующих в газе, на серу и сероводород в результате движения газового потока.

Для эксплуатации месторождений с возможным отложением серы нужно точно определить условия появления осложнений. Так как при условии насыщения газа серой в условиях пласта следует понижать темпы отбора газа из скважин или уплотнить сетку размещения их. При недонасыщенности серой газа в пласте, нужно вести отбор основной части газа при высоких дебитах и разреженной сетке скважин, потому что отмечено, что чаще сера откладывается в малодебитных скважинах (300-400000 м³/сут).

При повышенном содержании в нефтепродуктах и газе сероводорода транспортировка их по трубопроводам часто приводит к коррозионному их растрескиванию. На местах добычи нефте-газоресурсов при повышенном содержании сероводорода газ перед закачиванием его в магистральный газопровод нужно очистить от сероводорода. В основном это наблюдается в газоконденсатных месторождениях, таких как Астраханское, Оренбургское, Карачаганакское (до 25 % по объему). Эти газы получили название кислых. По ГОСТ 51.40 - 83 самое меньшее содержание в газе сероводорода, который подается в магистральный газопровод, не должно быть выше, чем на 0,02г на 1м³ газа [2].

Когда необходимо применение сжиженного газа при повышенном содержании сероводорода сосуды для них нужно изготавливать из легированных сталей, которые стойкие к сероводороду, или же из материалов, на внутреннюю часть которых нанесены специальные покрытия. Очистка сжиженного газа от сероводорода до 0,025% в полной мере исключает вредоносное воздействие его на металл сосудов.

При добыче кислых газов основная задача – это защита фонтанных и обсадных труб и оборудования от агрессивного действия углекислого газа и сероводорода. Для защиты оборудования и труб от коррозии разработаны разные методы: ингибирование с помощью веществ – ингибиторов коррозии; использование для оборудования легированных коррозионно-стойких сплавов и сталей; использование коррозионно-стойких металлических и неметаллических покрытий, применение электрохимических методов защиты от коррозии; применение специальных технологических режимов эксплуатации оборудования, рисунок 1 [1].

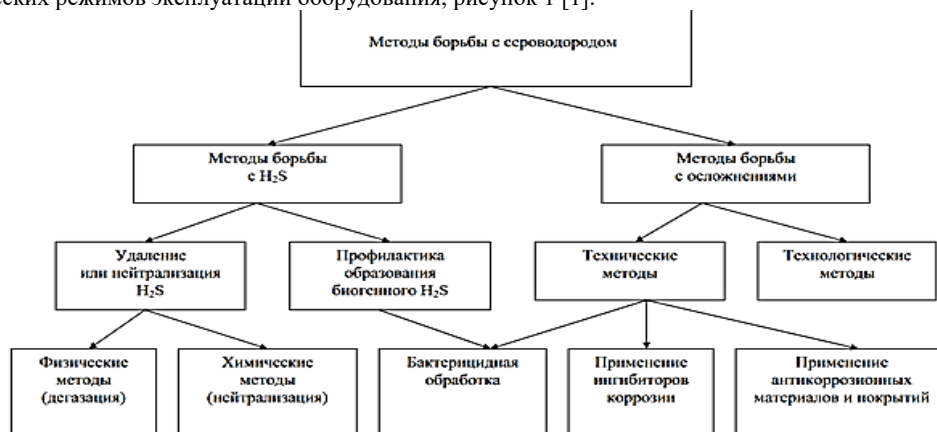


Рис. 1 Классификация способов борьбы при содержании сероводорода при эксплуатации скважин

Наиболее используемые методы на практике эксплуатации газовых скважин при добыче газов с повышенным содержанием сероводорода и углекислого газа для защиты от коррозии нашли ингибиторы, то есть вещества, при внедрении их в коррозионную среду скорость коррозии существенно уменьшается или же коррозия возможно будет полностью прекращена.

Схемы ввода ингибиторов [1]:

- инъекция ингибиторов в межтрубное пространство;
- закачка ингибиторов непосредственно в пласт;
- введение ингибиторов в твердом состоянии.

Для производства подземного оборудования (пакеры, предохранительные и циркуляционные клапаны и прочее) применяют легированные коррозионно-стойкие стали. В особых случаях для обсадных и фонтанных труб используют алюминиевые сплавы – хромистые нержавеющие стали, дюралюмины [1].

– Разделение жидкой и газовой фаз продукта

– Использование специальной установки (рисунок 2) [1] для очистки углеводородных газов от сероводорода

– Работоспособность установки в интервале температур -10°C – $+50^{\circ}\text{C}$, при которых содержание сероводорода в очищенном газе соответствует требованиям отечественных стандартов.

Таким образом, технологический режим полной очистки газа при непрерывном и одновременном процессах нейтрализации и регенерации проводят при температурах окружающей среды.

При протекторной защите обсадных и фонтанных труб первые имеют дело с пластинами из более электроотрицательных металлов (цинка, магния). В таком случае коррозионному повреждению подвержены не стальные трубы, а больше негативные металлы анода. В случае если для защиты оборудования и труб используют катодную защиту, то от катодной станции (источника постоянного тока) на оборудование или трубы подается негативный потенциал, а на рядом расположенный отрезок трубы (анод) – положительный потенциал, это приведет к разрушению анода и к сохранению без разрушения катода, то есть металла оборудования или труб.

При эксплуатации газовых скважин с повышенным содержанием сероводорода могут быть сложности – гидратообразование. Пары воды конденсируется и скапливаются в газопроводах и самой скважине. При некоторых условиях каждая молекула углеводородного газа (пропан, метан, этан, бутан) способна связать 6 – 17 молекул воды, например: C_2H_6 ; H_4O ; C_3H_8 ; $8\text{H}_2\text{O}$; $17\text{H}_2\text{O}$ [1]. Следовательно, образуется твердое кристаллическое вещество, которые называют кристаллогидратами, устойчивые соединения, при понижении давления или нагревании, сразу разлагаются на воду и газ.

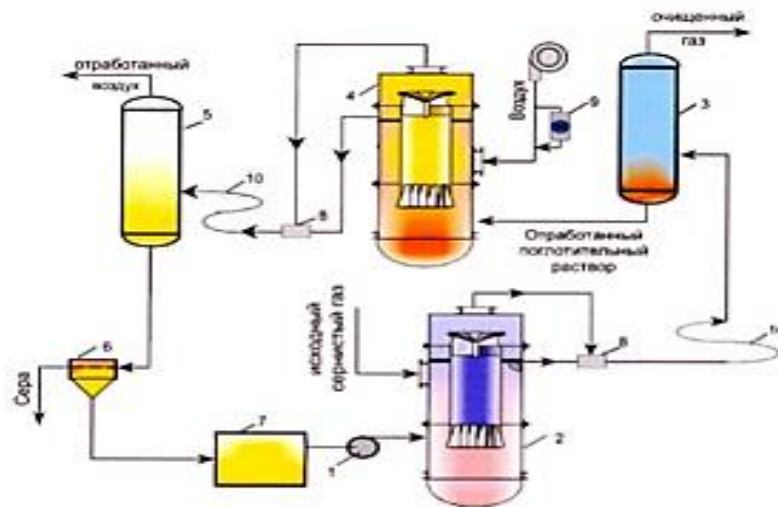


Рис. 2 Принципиальная-технологическая схема процесса очистки углеводородных газов от сероводорода:
1-ц/б насос, 2-нейтрализатор, 3-газовый сепаратор, 4-регенератор, 5-воздушный сепаратор, 6-фильтр,
7-ёмкость, 8-струйный эжектор, 9-озонатор, 10-трубопроводный реактор

Образованные гидраты закупорят газопроводы, скважины, сепараторы, нарушают работу регулирующих средств и измерительных приборов. Борьба с гидратами, как и с иными отложениями, производится, в направлениях их ликвидации и предупреждения. Нужно всегда отдавать предпочтение способам предупреждения гидратообразования. Если безгидратный режим не возможен, то должны использоваться ингибиторы гидратообразования: хлористый кальций, метиловый спирт CH_3OH (метанол), гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль) [2].

Литература

1. Гоник А.А., Зейгман Ю.В., Мухаметшин М.М., Сыркин А.М., Рогачев М.К. Биохимические аспекты сероводородной коррозии нефтегазового оборудования и способы борьбы с ней // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т.7. -№ 6. –С. 71-75.
2. Промысловые исследования залежей нефти и газа: Учебное пособие. Серебряков А.О., Серебряков О.И. –СПб.: Издательство «Лань», 2016. –240 с.